

文章编号: 1000-0550(2009) 04-0657-10

柴达木盆地乌南油田 N_2^1 、 N_2^2 碎屑岩储层特征 及其影响因素分析

刘得文^{1,2} 陈国俊¹ 吕成福^{1,2} 杜贵超^{1,2}

(1 中国科学院地质与地球物理研究所油气资源研究重点实验室 兰州 730000 2 中国科学院研究生院 北京 100049)

摘要 利用岩石和铸体薄片、扫描电镜、元素分析、压汞等分析测试手段, 针对 N_2^1 和 N_2^2 碎屑岩储层特征、成岩作用以及影响因素, 对 30 余口井的样品和资料进行了分析研究。结果表明, 乌南油田 N_2^1 和 N_2^2 砂岩储层岩石类型为长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩; 经历的主要成岩作用类型有粘土膜(粘土环边)的形成、机械压实作用、胶结作用、交代作用和溶解作用。砂岩储层孔隙类型主要是次生孔隙和原生粒间孔隙, 其中次生粒间溶孔占绝对优势, 其次是基质内微孔隙和裂缝孔隙。孔隙度多为 8% ~ 18%, 渗透率多为 $0.5 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 属中低孔低渗储层。影响研究区储层物性的主要因素有沉积相带、成岩作用和孔隙结构, 其中最有利储集砂体微相为分流河道和河口坝(细砂岩和粉砂岩相), 其次为远砂坝粉砂岩相, 间湾薄层砂岩储集性能差。胶结作用和溶蚀作用是影响乌南油田 N_2^1 和 N_2^2 储层的最主要的成岩作用。

关键词 储层特征 成岩作用 物性 乌南油田 柴达木盆地

第一作者简介 刘得文 男 1982 年出生 硕士研究生 沉积储层 E-mail: ldw1211@163.com

中图分类号 TE122.2 **文献标识码** A

乌南油田位于青海省柴达木盆地西部南区, 行政区属青海省海西州茫崖镇^①。乌南—绿草滩断鼻带为一由东南向西北方向倾没的鼻状构造, 是柴达木盆地西部凹陷昆北断阶亚区的一个二级构造, 南部以 X III 号大断裂为界, 北至南乌斯地面构造, 东与东柴山构造相连, 西与扎哈泉构造相邻, 面积约 130 km²^[1,2]。乌南油田由乌南井区和绿草滩井区 2 个三级构造构成(图 1)。

乌南油田自 1957 年开始勘探, 在南参 1 井的钻井过程中多次见油气显示。1979 年在构造高点部位南参 2 井 N_2^1 地层试油获得 1 层工业油流, 厚 2.4 m, 日产油 8.12 方。近年来, 在绿 6 井、绿 2 井、乌 3 井、乌 4 井、南参 2 井等多口井中均发现工业油流。乌南油田油气藏分为深、浅 2 个油气藏。深油气藏主要分布在 E_2^2 及其以下层位, 浅油气藏主要分布在 N_2^1 和 N_2^2 地层中^①, 且以后者为主。

关于柴达木盆地西部地区整体的构造系统、沉积相、储层特征以及成岩作用前人已有不少认识^[3-10], 但针对乌南油田储层与成岩作用的研究甚少, 因此, 本文着重对乌南油田的产油层— N_2^1 和 N_2^2 碎屑岩储层

的岩性特征、成岩作用特征及影响物性的主要因素进行分析, 力图揭示乌南油田主要产油层的储层特征及其影响因素。

1 储层岩石学特征

从岩性三角图(图 2)可以看出, 乌南油田 N_2^1 、 N_2^2 砂岩储层岩石类型为长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩。

碎屑成分主要为石英、岩屑和长石。其中, 石英含量一般 25% ~ 60%, 最高达 80%, 平均含量约 35%。表面较干净, 低正突起, 干涉色一级灰白, 大部分具波状消光, 无解理, 具裂纹。颗粒多为漂浮状, 点、点—线接触次之, 分选中等—较好但磨圆差, 多为棱—次棱角状。长石含量一般为 20% ~ 35%, 最高 40%; 平均含量 30%。成份以钾长石为主, 斜长石(呈聚片双晶)次之, 外形上多呈板状, 干涉色较石英低, 分选、磨圆较差, 为棱—次棱状。岩屑含量一般 20% ~ 30%, 最高 35%。岩屑颗粒成份以变质岩中的千枚岩、片岩、石英岩为主, 中、酸性喷出岩和沉积岩中的泥岩、硅质岩和灰岩次之。岩屑颗粒的分选、磨圆一般较差, 多为棱—次棱角状。

①张晓明, 张亚庆, 赵起琼, 等. 乌南油田储量技术经济评价报告(内部报告). 1998

收稿日期: 2008-09-06 收修改稿日期: 2008-10-20

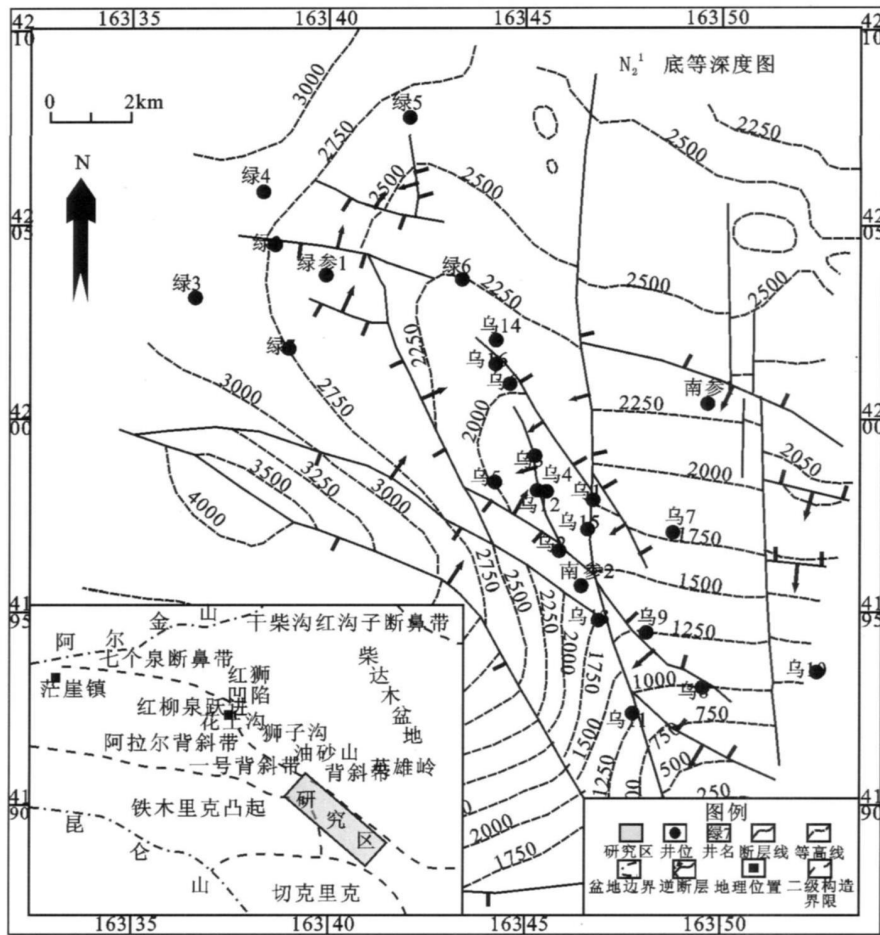


图 1 研究区位置示意图

Fig 1 Sketch map of the study area

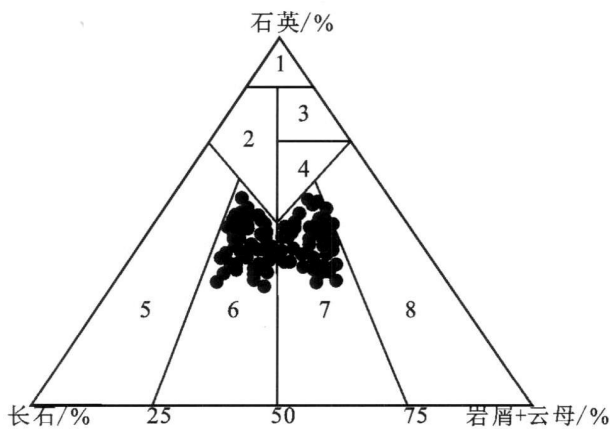


图 2 乌南油田 N_2^1 、 N_2^2 砂岩类型三角图

Fig 2 Triangle map of sandstone type N_2^1 , N_2^2 of Wunan oilfield

2 储层成岩作用特征

通过岩心观察、粘土矿物分析、薄片鉴定和扫描电镜等分析,发现乌南油田 N_2^1 、 N_2^2 砂岩储层经历的主要成岩作用类型有粘土膜(粘土环边)的形成、机械压实作用、胶结作用、交代作用和溶解作用。

2.1 粘土膜(粘土环边)的形成

通过岩心薄片观察、扫描电镜结合能谱分析表明,乌南油田 N_2^1 、 N_2^2 碎屑岩储层粘土膜成分为蒙皂石、伊利石、绿泥石和伊蒙混层。粘土膜(粘土环边)一般为早成岩阶段的产物,它可以抑制颗粒边缘自生矿物的形成,在压实作用中等的低孔、低渗区这一保护作用比较明显,但在压实很强的岩石中却会降低孔隙的连通。在乌 5、乌 12、乌 14 等井中可见。粘土呈膜状分布在颗粒表面(图 3-A),为早期粘土成岩转变而来。

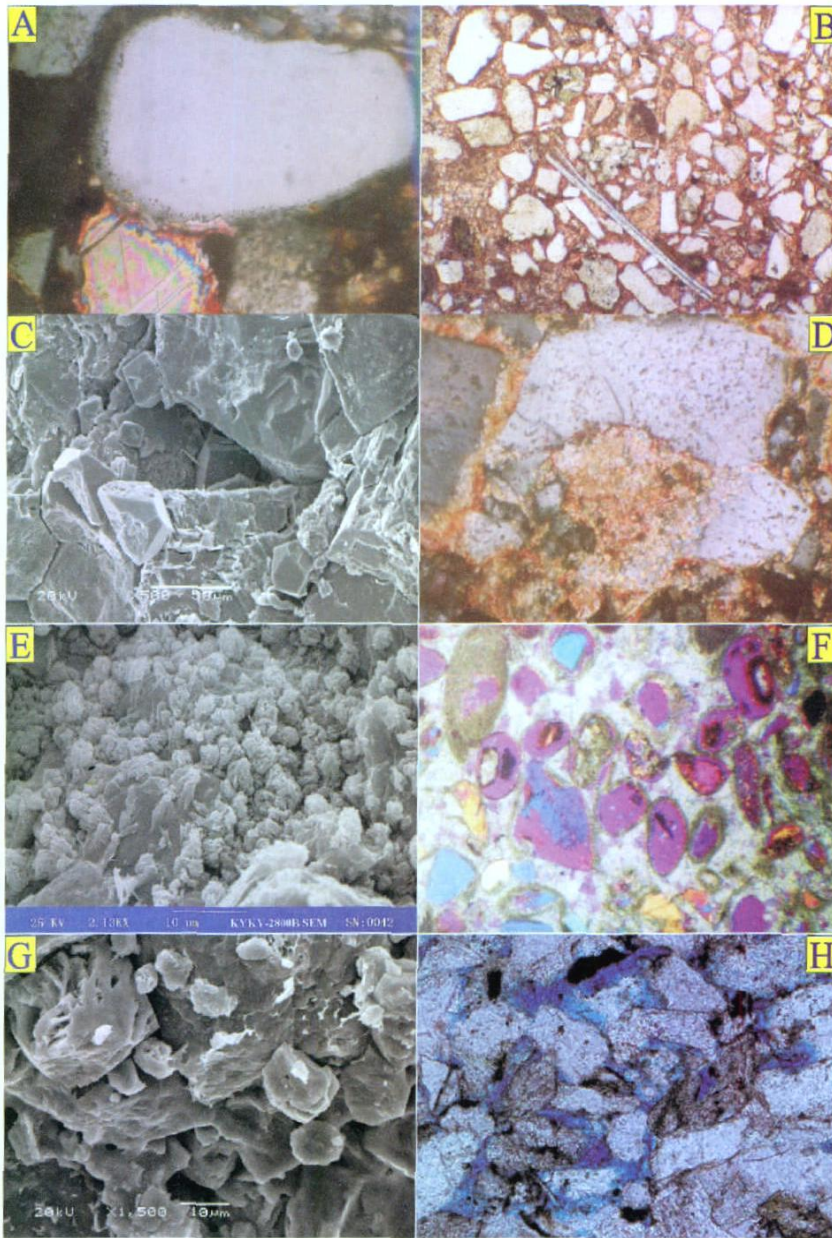


图 3 乌南油田 N_2^1 、 N_2^2 砂岩典型结构与成岩现象

Fig 3 The typical structure of sandstone and diagenetic events in N_2^1 and N_2^2 intervals of Wunan oilfield

A. 泥灰质粗粉砂岩, 石英颗粒成岩早期形成的粘土膜, 后期方解石充填并交代长石, 乌 12 井, 1 224.54 m, N_2^1 , $\times 312.5$ 正交偏光; B. 岩屑长石石英中砂岩。基底式胶结, 碎屑颗粒之间为漂浮状接触, 云母未弯曲, 压实不强。乌 15 井, 689.94 m, N_2^2 , $\times 312.5$ 单偏光; C. 灰白色中砂岩。自生石英晶体。石英颗粒表面具溶蚀痕迹。绿 3 井, 2 403.5 m, N_{21} , $\times 500$ SEM; D. 含砂屑灰质粉砂岩。方解石交代石英现象。乌 6 井, 1 256.00 m, N_2^2 , $\times 312.5$ 正交偏光; E. 灰色粉—细砂岩。孔隙类型以粒间孔为主, 发育较差。填隙物较多, 以胶结物为主, 胶结物主要是粒间泥灰质及膏质胶结物及伊/蒙混层胶结物。储集性能较差。乌 12 井, 1 343.47 m, N_1 , $\times 2130$ SEM; F. 含碎屑砂屑灰岩。薄皮鲕及变形鲕, 方解石胶结物为成岩后生重结晶形成, 后期发生溶蚀, 形成鲕内溶孔(黑色者)。南参 2 井, 808.00 m, N_2^2 , $\times 80$ 正交偏光 + 石膏板; G. 灰白色中砂岩。钾长石颗粒遭受溶蚀形成粒内溶孔。乌 5 井, 1 603.00 m, N_2^1 , $\times 1500$ SEM; H. 粒间溶孔。长石、石英和岩屑颗粒边缘可见溶蚀痕迹。绿 7 井, 2 375.00 m, N_2^1 , $\times 200$, 单偏光

2.2 机械压实作用

乌南油田 N_2 、 N_3 储层目前埋深多在 500~2 500 m, 由于储层岩石类型以石英长石砂岩和石英岩屑砂岩为主, 石英、长石等刚性颗粒含量高, 岩屑等塑性颗粒含量低, 加之方解石、硬石膏早期胶结作用强, 压实作用在本区表现不甚明显, 属中等压实。多见碎屑颗粒呈漂浮状、点、点一线接触为主 (图 3-B); 塑性泥质岩屑的塑性变形并流入孔隙中呈假杂基状现象以及观察到保存完好具波状消光的长条状云母等 (图 3-B)。

2.3 胶结作用

硅质胶结作用在本区砂质岩中分布普遍但硅质胶结物含量不足 2%, 主要以石英次生加大和自形石英晶体产出在碎屑石英颗粒表面、粒间孔壁和粒内溶孔中 (图 3-C)。

碳酸盐胶结在本区分布最广泛, 主要为泥晶方解石和少量微亮晶方解石, 也有少量白云石, 含量一般介于 20%~40%。大量的泥晶方解石胶结物以泥晶团块或灰泥基质形式充填于孔隙之中 (图 3-B), 有时呈泥晶包壳、灰泥薄皮鲕分布于粒缘。微亮晶方解石则以自形晶分布于粒间, 或交代石英、长石、岩屑等碎屑颗粒 (图 3-D)。

硫酸盐胶结物在本区主要是硬石膏, 在乌 5 井和乌 12 井中多见, 常与方解石、石盐共生, 呈斑块状分布于颗粒表面或充填于粒间孔隙中 (图 3-E)。硬石膏胶结物含量高的岩石, 颗粒一般呈点接触, 甚至悬浮状, 说明硬石膏胶结物形成于早成岩阶段、压实作用发生之前。

铁质胶结物在乌南地区诸井中常见的主要为褐铁矿、赤铁矿。铁元素来自铁镁矿物在风化作用期间释放出来铁, 同时与大气水的充分循环有关。Blatt 等认为, 新近纪未成熟砂岩的红色色素是由赤铁矿造成的, 赤铁矿的形成可以通过层内溶解以及在风化作用期间同地下水面上升有关的变化引起^[11]。

通过扫描电镜分析和 X-衍射分析, 研究区 N_2 、 N_3 储层砂岩中自生粘土矿物含量不高, 主要有蒙脱石、伊/蒙混层、伊利石、绿泥石、绿蒙混层。

2.4 交代作用

乌南油田 N_2 、 N_3 储层表现最为明显的交代作用就是碳酸盐对碎屑颗粒的交代。偏光显微镜下常见方解石交代碎屑边缘 (图 3-D) 或进一步交代碎屑, 使碎屑呈交代残余结构, 甚至完全交代碎屑而使其呈交

代假像结构。

2.5 溶解作用

乌南油田 N_2 、 N_3 储层溶蚀、溶解作用非常普遍, 主要溶蚀、溶解物为碳酸盐胶结物, 其次是长石、岩屑等不稳定碎屑颗粒。主要见于方解石胶结物和泥晶方解石基质溶蚀, 呈残骸状。在含泥晶方解石薄皮鲕和灰泥基质的岩石中可见泥晶方解石发生溶解形成粒间基质内溶孔及鲕粒发生溶解形成少许鲕内溶孔 (图 3-F)。碎屑颗粒溶蚀、溶解作用较弱, 主要见于长石颗粒的淋滤和溶蚀, 形成长石晶内溶孔 (图 3-G)。其次可见颗粒边缘的溶蚀现象 (图 3-H)。

3 成岩阶段与成岩演化序列

3.1 成岩阶段划分

主要根据储层埋深、岩石结构、孔隙类型及孔隙组合类型、自生矿物特点、形成顺序、粘土矿物组合类型、有机质类型、有机质成熟度、最大热解温度和镜煤反射率 (R_o) 等资料来划分成岩阶段。参考中国石油天然气总公司的成岩阶段划分标准^①, 分别对乌南井区和绿草滩井区重点钻井的成岩阶段进行了划分和对比 (图 4)。

3.2 成岩演化序列

柴达木盆地渐新世—上新世沉积时气候条件总体为干旱—半干旱, 自绿草滩井区至乌南井区呈西北宽缓上扬、东南紧凑下落的鼻状地形态势, 沉积水体为半咸水—盐湖环境^[12], 沉积环境为滨浅湖—半深湖相和三角洲相, 受气候、构造、物源和沉积环境的影响, 乌南井区和绿草滩井区的成岩演化序列略有差异:

乌南井区的主要成岩序列特征可以归纳为: 早期粘土膜 (绿泥石) → 硬石膏 → 早期泥晶方解石 → 压实作用 → 长石、岩屑、早期碳酸盐微弱溶蚀作用 → 石英次生加大 → 烃类侵位 (I) → 晚期含铁碳酸盐 (铁白云石) 胶结或交代物出现 (图 4)。由于该区碎屑岩储层颗粒的磨圆度和分选性较差, 颗粒呈漂浮或点、点一线接触, 基底式或孔隙式胶结, 干酪根类型以偏腐殖型的混合型为主, 镜煤反射率小于 (0.54%), 有机质处于半低熟阶段。粘土矿物成岩演化过程中, 蒙皂石向 I/S 混层转化, 蒙皂石在 I/S 混层中占 60%~90%, 属无序混层带。因此, 乌南井区储层总体处于早成岩阶段 B 期至晚成岩阶段 A 期, 其中 N_2 、 N_3 储层主要处于早成岩阶段 B 期, 个别井区如乌 3 井和乌 8

① SY/T 5477—2003 碎屑岩成岩阶段划分, 中华人民共和国石油天然气行业标准, 2003。

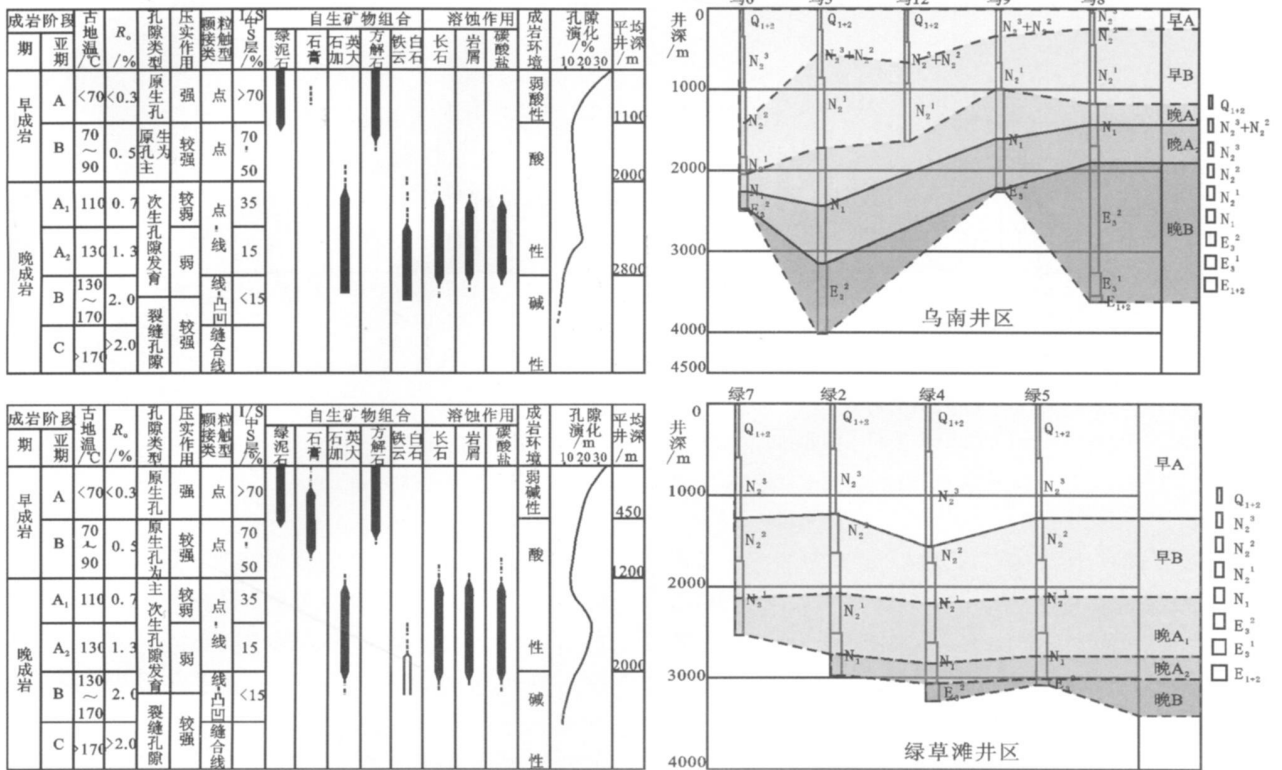


图 4 乌南、绿草滩井区重点钻井成岩阶段划分及对比图

Fig 4 Comparison of diagenetic stages in key wells of Wunan and Lvcaotan area

井的下干柴沟组储层处于晚成岩阶段 B 初期。

绿草滩井区与乌南井区的成岩演化序列特征十分相似,最大的不同点在于前者的地层埋深较后者普遍要深,因此经历的成岩改造也要强烈一些。该区的主要成岩序列特征可以归纳为:早期粘土膜(绿泥石)→硬石膏→早期泥晶、微晶方解石→压实作用→长石、岩屑、早期碳酸盐微弱溶蚀→石英次生加大→

烃类侵位(I)→晚期含铁碳酸盐(铁白云石)胶结或交代物出现(图 5)。晚期含铁碳酸盐的胶结作用在诸井均可见到。由于该区碎屑岩储层颗粒的磨圆度和分选性较差,颗粒呈漂浮或点、点—线接触,基底式或孔隙式胶结,杂基含量较高,干酪根类型以偏腐殖型的混合型为主,镜煤反射率小于(0.54%)。粘土矿物成岩演化过程中,蒙皂石向 I/S 混层转化,蒙

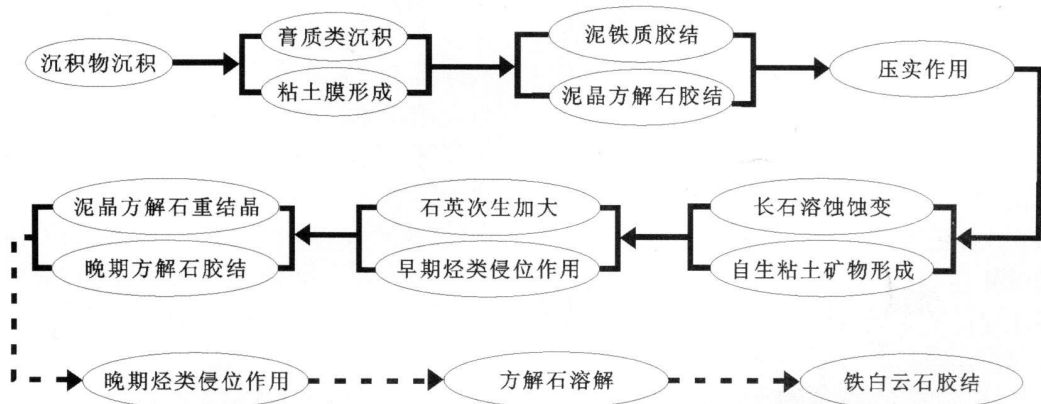


图 5 乌南油田储层成岩演化序列

Fig 5 The diagenetic sequence of the reservoir of Wunan oilfield

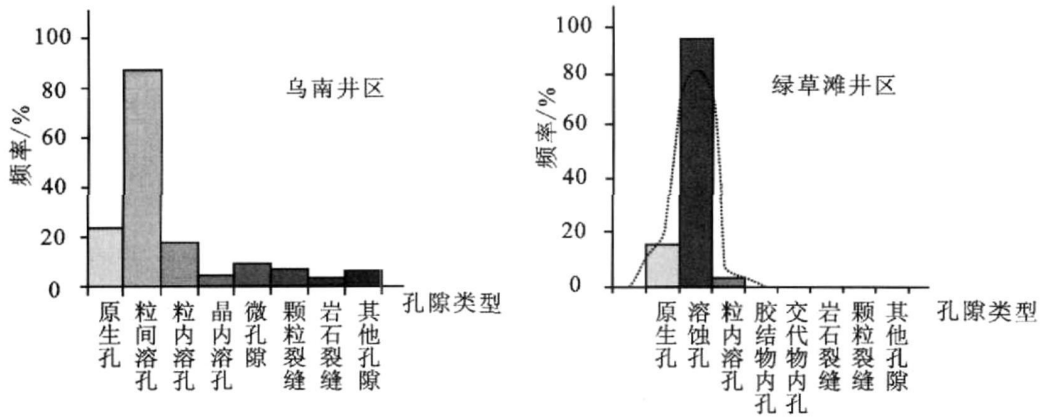


图 6 乌南油田 N_1^1 、 N_2^2 储层孔隙类型特征

Fig 6 The porosity characters in the reservoir N_1^1 and N_2^2 of Wunan oilfield

皂石在 I/S 混层中占 60% ~ 70%，属无序混层带。本区储层埋深较乌南井区大，大多数在 500 ~ 3 500 m 之间，故有机质处于半成熟—成熟阶段。因此，绿草滩井区储层总体处于早成岩阶段 B 期至晚成岩阶段 B 期，其中 N_2^1 、 N_2^2 储层主要处于早成岩阶段 B 期。

乌南油田 N_2^1 、 N_2^2 储层成岩演化序列特征归纳于图 5 所示。

4 储层物性特征

4.1 储集空间类型

从岩心薄片和扫描电镜分析资料来看，在乌南油田 N_1^1 、 N_2^2 储层孔隙类型主要是次生孔隙和原生粒间孔隙，其中次生粒间溶孔占绝对优势（图 6），其次是基质内微孔隙和裂缝孔隙。

乌南油田 N_2^1 、 N_2^2 储层目前总体还处于早成岩阶段 B 期，压实作用不强，保留有原生粒间孔隙。同时，又由于该区岩性较细，填隙物含量高，主要为泥粉晶碳酸盐胶结物，所以在一定程度上又充填了原生粒间孔隙，使原生粒间孔隙变得比较小，分布不均匀。

次生孔隙在乌南油田相对比较发育，它的形成主要是溶蚀作用或其它作用改造原来的碎屑颗粒和胶结物的结果。次生孔隙按其本身结构特点，又可进一步分为粒间溶孔、粒内溶孔和晶内溶孔三种。粒间溶孔为本区最主要的孔隙类型。从铸体薄片和扫描电镜照片可见，岩屑、长石等颗粒边缘沿粒间孔周围发生不同程度溶蚀，粒间方解石胶结物和灰泥基质溶蚀较强，普遍见到一定数量的粒间溶孔（图版 3-H）。同时也能见到一些岩屑和长石等颗粒边缘的溶蚀，形成超大孔隙。乌南油田碎屑颗粒内部溶蚀现象不是很

发育，仅见少量的石英颗粒表面遭受溶蚀以及长石颗粒内部发生淋滤（图版 3-G）。当鲕粒内部的方解石被溶蚀后可形成粒内溶孔（图版 3-F）。

另外，从扫描电镜资料看，几乎各井区均存在微孔隙。但由于其孔径太小，连通性不好，所以对储层的物性改善贡献不大。

4.2 储层喉道特征

从铸体薄片图像和压汞试验结果分析可知，乌南油田喉道类型有孔缩型、片状、缩颈型、管束型和裂缝型^[13]，且以缩颈型和管束型为主。本区喉道直径一般小于 15 μm ，且以 3 ~ 7 μm 居多。在粒间孔隙较发育的储层段分布有孔缩型喉道。扫描电镜下可见由于粒间自生矿物的生长，使孔、喉缩小，在自生矿物晶体之间形成片状喉道。具有缩颈型喉道孔喉特征的储层可有较高的孔隙度，但渗透率不一定高，因本区储层颗粒以点接触为主，故此类喉道发育。象一支支微毛细管交叉分布的管束状喉道也是乌南油田 N_2^1 、 N_2^2 储层中常见的一种。

4.3 储层物性特征

通过取心井的岩石物性分析资料统计，乌南油田 N_2^1 、 N_2^2 储层岩心分析孔隙度主要分布在 8% ~ 18% 之间；渗透率主要分布在 $0.5 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间。本区储层具有中低孔隙、低渗透储层的特点。储层岩性主要为粉砂岩，次为细砂岩^[14, 15]。颗粒较大的碎屑岩物性比颗粒较小的碎屑岩好，即细砂岩物性好于粉砂岩。但细砂岩和粉砂岩中灰质、石膏胶结物和自生矿物的含量大大影响了碎屑岩的物性。这些矿物含量越高，物性越差。另外，粉砂岩中如果含有较多粗碎屑颗粒，则物性比不含粗碎屑颗粒的碎屑岩

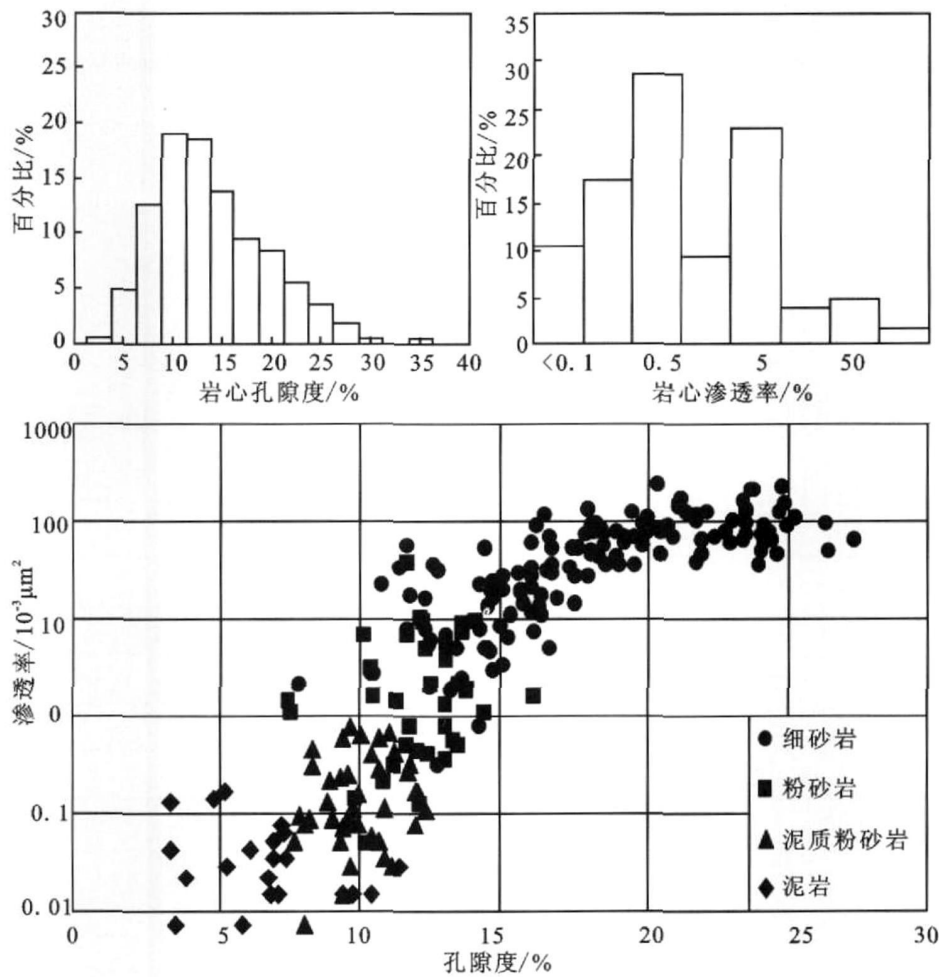


图 7 乌南油田 N_1^1 、 N_2^2 储层岩心孔隙度、渗透率分布图

Fig 7 Core porosity and permeability map of N_1^1 and N_2^2 reservoir of Wunan oilfield

物性好。从图 7 中也可反映出其岩性越粗, 岩石物性越好。

5 储层物性影响因素分析

5.1 沉积相带对物性的影响

从盆地演化可知, 渐新世—上新世乌南油田 N_1^1 、 N_2^2 储层沉积时处于柴达木盆地第三纪半咸水—咸水的湖盆收缩的水退时期^[16], 当时的气候条件为半干旱、干旱, 乌南油田 N_1^1 、 N_2^2 时期主要发育三角洲相沉积, 也存在有湖相沉积和河流—泛滥平原相沉积^[17-18]。三角洲相主要为三角洲前缘和三角洲平原两个亚相, 局部见前三角洲亚相; 湖相主要为浅湖亚相; 河流—泛滥平原相则包括河流相和泛滥平原相。三角洲前缘是主要的储集相带。在三角洲前缘亚相, 最有利的砂体微相为分流河道和河口坝 (细砂岩和

粉砂岩相), 其次为远砂坝粉砂岩相, 间湾中的薄层砂岩储集性能差。

5.2 成岩作用对物性的影响

乌南油田 N_1^1 、 N_2^2 储层埋藏普遍不深, 压实作用不强, 孔隙以残留原生孔隙为主。当碳酸盐及泥质胶结物含量较高时, 如果没有后期溶蚀作用发生, 主要对碎屑颗粒起粘结作用和充填孔隙与喉道, 使物性降低。乌南油田主要取心井段 N_1^1 、 N_2^2 储层岩心分析碳酸盐含量与孔隙度、渗透率关系反映出的碳酸盐含量主要在 10% ~ 35% 之间, 平均约 20%; 随碳酸盐胶结物含量升高, 岩石的孔隙度和渗透率总体上均呈下降趋势 (图 8)。

同样, 当碳酸盐胶结物含量较高时, 如果有溶蚀作用发生, 则物性好坏视其溶蚀作用发生的强弱程度而定。如果发生溶蚀作用, 但不强烈, 则只增加孔隙

表 1 乌南油田 N_2^1 取心段沉积微相与物性关系Table 1 The relationship between sedimentary microfacies and porosity and permeability in the N_2^1 coring interval of Wunan oilfield

相	乌 12 井		乌 5 井		绿 7 井	
	孔隙度 /%	渗透率 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度 /%	渗透率 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度 /%	渗透率 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$
分流河道	8.6~21.6/14.5 (13)	0.2~39.4/10.2 (12)	-	-	4.0~15.65/10.0 (20)	0.4~2.0/1.1 (11)
河口坝	5.9~21.6/13.1 (47)	0.1~57.6/3.8 (47)	6.3~18.2/13.0 (28)	0.2~10.8/2.5 (25)	4.6~14.7/9.1 (16)	0.2~1.9/0.8 (9)
远砂坝	5.6~19.6/12 (37)	0.1~9.0/1.2 (37)	5.6~12.2/8.3 (6)	<0.1~2.0/0.58 (6)	3.0~10.4/6.8 (2)	<0.1~1.1/0.53 (12)
间湾砂	5.9~9.4/8.2 (14)	<0.1~0.2/0.07 (13)	4.9~9.3/7.6 (9)	<0.1~0.4/0.12 (9)	4.5~7.7/5.3 (12)	0.1~0.2/0.43 (12)
前三角洲	4.9~9.6/7.2 (7)	<0.1~0.2/0.12 (6)	-	-	-	-

注: 范围 平均值 (样品数)

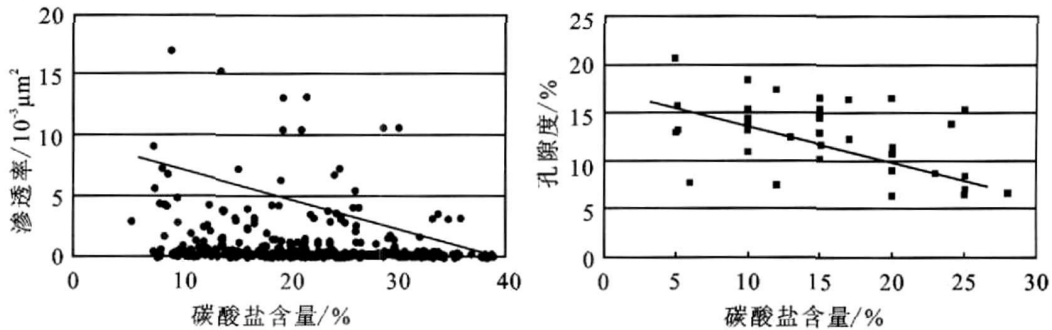


图 8 乌南油田碳酸盐含量与渗透率、孔隙度关系图

Fig. 8 The map of relationship between carbonate content and porosity and permeability of Wunan oilfield

度, 而渗透率变化不大。原因是溶蚀作用只在粒间填隙物中进行, 喉道变化不大, 对孔隙的连通作用不明显。如果溶蚀作用强烈, 则孔隙度和渗透率均增加。原因是溶蚀作用既在填隙物中进行, 又在颗粒边缘和颗粒内部、晶体内部进行, 使喉道扩大, 孔隙的连通性增强。

5.3 孔隙结构对物性的影响

孔隙结构特征对物性的影响主要指孔喉半径对物性的影响, 特别是对渗透率的影响。孔喉半径大小与连通状况是岩石渗透率高低的决定性因素。由于乌南油田 N_2^1 、 N_2^2 储层岩性相对较细, 填隙物含量相对较高, 特别是碳酸盐胶结物含量高, 所以使得孔喉半径一般都比较小。从前面孔隙结构特征分析来看, 孔喉中值半径在 $0.5 \mu\text{m}$ 以上时渗透率均大于 $4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔喉中值半径在 $0.5 \sim 0.1 \mu\text{m}$ 时, 渗透率一般在 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 左右, 而孔喉中值半径小于 $0.1 \mu\text{m}$ 时, 渗透率大都在 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下。因此, 孔喉半径对物性的影响十分明显。

6 结论

(1) 乌南油田 N_2^1 、 N_2^2 砂岩储层岩石类型为长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩。砂岩储层经历的主要成岩作用类型有粘土膜(粘土环边)的形成、机械压实作用、胶结作用、交代作用和溶解作用。其中胶结作用和溶蚀作用是影响乌南油田 N_2^1 、 N_2^2 储层的最主要的成岩作用。

(2) 乌南油田 N_2^1 、 N_2^2 储层孔隙类型主要是次生孔隙和原生粒间孔隙, 其中次生粒间溶孔占绝对优势, 其次是基质内微孔隙和裂缝孔隙。孔隙度主要分布在 $8\% \sim 18\%$, 渗透率主要分布在 $0.5 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 属中低孔、低渗透层。

(3) 乌南油田 N_2^1 、 N_2^2 储层最有利的砂体微相为分流河道和河口坝(细砂岩和粉砂岩相), 其次为远砂坝粉砂岩相, 间湾中的薄层砂岩储集性能差。

参考文献 (References)

- 1 韩绪军, 石如琳. 乌南油气田开发认识 [J]. 青海石油, 2001, 9

- (3): 24-31 [Han Xujun, Shi Rulin. Knowledge of development in Wunan oil and gas field [J]. Qinghai Petroleum, 2001, 9(3): 24-31]
- 2 杨思通, 孙建孟, 李玉泉, 等. 沃尔什函数薄层评价技术在乌南油田中的应用 [J]. 石油物探, 2005, 44(2): 150-153 [Yang Sitong, Sun Mengjian, Li Yuquan, *et al.* Application of Walsh thin bed evaluation technique in the Wunan oilfield [J]. Oil Geophysical Prospecting, 2005, 44(2): 150-153]
 - 3 李玉喜, 庞雄奇, 汤良杰, 等. 柴西地区近北向构造系统及其控油作用分析 [J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(1): 65-67 [Li Yuxi, Pang Xiongqi, Tang Liangjie, *et al.* The S-N tectonic system in the west of Qaidam basin and its control on petroleum [J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(1): 65-67]
 - 4 黄立功, 钟建华, 王海桥, 等. 柴西地区构造应力场演化模拟 [J]. 石油勘探与开发, 2004, 31(6): 75-77 [Huang Ligong, Zhong Jianhua, Wang Haiqiao, *et al.* Evolution simulation of stress field in West Qaidam Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2004, 31(6): 75-77]
 - 5 官大勇, 胡望水, 张文军, 等. 柴西地区逆断裂类型及其与油气运聚的关系 [J]. 新疆石油地质, 2004, 25(6): 621-623 [Guan Dayong, Hu Wangshui, Zhang Wenjun, *et al.* Reverse fault types and their relationship with petroleum migration and accumulation in West Qaidam Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2004, 25(6): 621-623]
 - 6 郭峰, 陈世悦, 袁文芳, 等. 柴达木盆地西部干柴沟组沉积相及储层分布 [J]. 新疆地质, 2006, 24(1): 45-51 [Guo Feng, Chen Shiyue, Yuan Wenfang, *et al.* Analysis on depositional facies and reservoir of the Ganchaigou formation Western Qaidam Basin [J]. Xinjiang Geology, 2006, 24(1): 45-51]
 - 7 寿建峰, 邵文斌, 陈子料, 等. 柴西地区第三系藻灰(云)岩的岩石类型与分布特征 [J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(4): 37-39 [Shou Jianfeng, Shao Wenbin, Chen Ziliao, *et al.* Lithological types and distribution features of Tertiary algal-limestone in Chaixi area Qaidam Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(4): 37-39]
 - 8 马达德, 王少依, 寿建峰, 等. 柴达木盆地西南区古近系及新近系砂岩储层 [J]. 古地理学报, 2005, 7(4): 519-528 [Ma Dade, Wang Shaoyi, Shou Jianfeng, *et al.* Sandstone reservoir of the Paleogene and Neogene in southwestern Qaidam Basin [J]. Journal of Paleogeography, 2005, 7(4): 519-528]
 - 9 王随继, 黄杏珍, 任明达, 等. 柴达木盆地第三系碎屑岩中粘土矿物特征及储层保护措施 [J]. 兰州大学学报: 自然科学版, 1998, 34(1): 112-118 [Wang Sujiji, Huang Xinzhen, Ren Mingda, *et al.* The characteristics of clay minerals in clastic rock and the reservoir protection in Tertiary System, Qaidam Basin [J]. Journal of Lanzhou University: Natural Sciences, 1998, 34(1): 112-118]
 - 10 马达德, 寿建峰, 胡勇, 等. 柴达木盆地柴西南区碎屑岩储层形成的主控因素分析 [J]. 沉积学报, 2005, 23(4): 589-595 [Ma Dade, Shou Jianfeng, Hu Yong, *et al.* Analysis of the main controlling factors on the formation of clastic reservoirs in the southwestern area of the Qaidam Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2005, 23(4): 589-595]
 - 11 Blatt H. Diagenetic Processes in Sandstones [M]. SEMP (Special), 1979, 26
 - 12 王鹏, 赵澄林. 柴达木盆地北缘地区第三系成岩作用研究 [J]. 西安石油学院学报: 自然科学版, 2002, 17(4): 1-4 [Wang Peng, Zhao Chenglin. Study on diagenesis of Tertiary reservoirs in the north border of Caidamu Basin [J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute: Natural Science Edition, 2002, 17(4): 1-4]
 - 13 范桂兰, 孙德强, 窦全成, 等. 影响乌南油田产能的因素 [J]. 青海石油, 2003, 21(1): 52-55 [Fan Guilan, Sun Deqiang, Dou Quancheng, *et al.* Impact of production factors in Wunan oilfield [J]. Qinghai Petroleum, 2003, 21(1): 52-55]
 - 14 李军, 濮人龙. 乌南油田利用冲洗带电阻率计算碳酸盐岩含量的新方法 [J]. 青海石油, 2007, 25(1): 6-8 [Li Jun, Pu Renlong. The new way to use resistivity in flushing zone calculate the carbonate content in Wunan oilfield [J]. Qinghai Petroleum, 2007, 25(1): 6-8]
 - 15 张成君, 崔彦立, 孙柏年, 等. 柴达木盆地北缘第三系碎屑岩储层特征 [J]. 甘肃地质学报, 2001, 10(2): 46-51 [Zhang Chengjun, Cui Yanli, Sun Bainian, *et al.* The characteristic of Tertiary clastic reservoir in north edge of Qaidam Basin [J]. Acta Geologica Gansu, 2001, 10(2): 46-51]
 - 16 苗军. 柴达木盆地第三纪湖盆古水介质研究 [J]. 西安石油学院学报: 自然科学版, 2000, 15(4): 22-24 [Miao Jun. A study on the paleowater media in Tertiary Period in Qaidam Basin [J]. Journal of Xi'an Petroleum Institute: Natural Science Edition, 2000, 15(4): 22-24]
 - 17 李积永, 张玉敏, 石勇, 等. 地震反演技术在乌南油田的应用 [J]. 中外能源, 2007, 12: 52-55 [Li Jiyong, Zhang Yumin, Shi Yong, *et al.* Application of seismic inversion technology in Wunan Oilfield [J]. Sinoglobal Energy, 2007, 12: 52-55]
 - 18 甘贵元, 谢宗奎. 乌南油气田浅层沉积相及其对储层的影响 [J]. 青海石油, 2000, 18(3): 7-11 [Gan Guiyuan, Xie Zongkui. Shallow sedimentary facies and its affection to the reservoir in Wunan oilfield [J]. Qinghai Petroleum, 2000, 18(3): 7-11]

Detrital Reservoir Characteristics and Its Controlling Factors in Clastic Reservoir N_2^1 and N_2^2 of Wunan Oilfield, Qaidam Basin

LIU De-wen^{1,2} CHEN Guo-jun^{1,2} LV Cheng-fu^{1,2} DU Gui-chao^{1,2}

(1 Key Laboratory of Petroleum Resources Research, Institute of Geology and Geophysics, Chinese Academy of Sciences, Lanzhou 730000;

2 Graduate School of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049)

Abstract Wunan Oilfield is one of the most important oil and gas fields in Qaidam basin. Its exploration since the beginning of 1957. The Nancan-2 Well found industrial oil flow after the oil test in 1979. In recent years, in the Lv-6 Well, Lv-2 Well, Wu-3 Well and Wu-4 Well and many much wells were found industrial oil flow in the stratum of N_2^1 and N_2^2 . This article aims at clastic reservoir characteristics, diagenesis and the factors influencing on the stratum of N_2^1 and N_2^2 . Through analyse the data of at least 30 wells, use the sections, scanning electron microscope, element analysis, mercury porosimetry and many other means studies, the result shows that the sandstone reservoir rock-type are feldspar debris sandstone and debris feldspar sandstone in stratum of N_2^1 and N_2^2 Wunan Oilfield. The main diagenesis types include of clay film (Clay-Central), the machine-made compaction, cementation, displacement and dissolution. Thereinto cementation and dissolution is the most important diagenesis in the stratum of N_2^1 and N_2^2 in Wunan Oilfield. Porosity mainly distributed in 8% to 18%, the permeability are mainly distributed in the $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ - $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, as the low-porosity and permeability reservoir. The main effect factors of reservoir porosity and permeability include sedimentary facies, diagenesis and structure of reservoir; thereinto, the favorable sedimentary facies are distributary channel and estuary (sandstone and siltite facies), secondly, siltstone facies of distal bar; at last, the reservoir quality of thin sand of the bay is poor.

Key words reservoir characteristics, diagenesis, porosity and permeability, Wunan Oilfield, Qaidam Basin